



CONTRIBUIÇÃO À CP 152 PEZCO E SINAPSIS



@Acertvo Pezco Economics

CONSULTA PÚBLICA MME Nº 152/2023
CONTRIBUIÇÃO À CONSULTA
PÚBLICA MME Nº 152/2023 SOBRE A
NOTA TÉCNICA Nº 14/2023/SAER/SE

SÃO PAULO, 24 DE JULHO DE 2023

1. INTRODUÇÃO

O MME estabeleceu a Consulta Pública MME nº 152/2023 com questões pertinentes sobre concessões vincendas de distribuição, incluindo proposta de diretrizes para o tratamento das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimento entre 2025 e 2031.

A Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE do Ministério de Minas e Energia submetida a referida consulta pública detalha o tema das concessões vincendas de distribuição de energia elétrica. O documento apresenta as referências legais que o embasam, como a Lei nº 12.767/2012 e a Lei nº 13.448/2017, explicando como a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica funciona e quais são as condições para que ela ocorra. O texto também discute a possibilidade de antecipação da decisão sobre a prorrogação da concessão, que pode ser feita pela concessionária mediante requerimento protocolado junto ao Poder Concedente.

2. AVALIAÇÃO DO IMPACTO DAS CONTRAPARTIDAS SOCIAIS

A) A ANÁLISE SOCIOECONÔMICA

Um dos temas críticos abordados na Nota Técnica são as contrapartidas sociais em eficiência energética, que são medidas que as concessionárias de distribuição de energia elétrica devem adotar para garantir uma contrapartida ao poder concedente para a renovação da concessão. Essas medidas incluem, por exemplo, a destinação de montante de recursos para ações de eficiência energética, a promoção do desenvolvimento econômico e social de populações carentes, investimentos em modernização de sistemas de medição e painéis solares para redução dos custos de energia elétrica em comunidades sujeitas à insegurança hídrica.

A Nota Técnica submetida à consulta pública propõe a inclusão de contrapartidas sociais em eficiência energética como requisito para a prorrogação de concessões no setor elétrico. A nota cita que esses recursos devem ser utilizados para aprimorar a prestação de serviços de distribuição, enfocando temas relacionados à eficiência energética e modernização das redes. A proposta visa também beneficiar a modicidade tarifária e incentivar investimentos que tragam retornos sociais e redução de perdas e inadimplência. O texto menciona que as diretrizes serão definidas pelo MME, considerando a realidade regional, e os investimentos devem ser realizados no prazo de 5 anos a partir da assinatura do aditivo ao contrato de concessão. No entanto, não há uma definição clara de quais critérios serão utilizados para se apreciar o mérito dos impactos sociais das medidas propostas pelas concessionárias como contrapartidas sociais. Além disso, a definição de prazo fixo para realização de investimentos pode ocasionar perda de flexibilidades importantes ao concessionário. Em meio ao ambiente e ao horizonte de incertezas, a flexibilização quanto ao prazo para realização de investimentos pode agregar valor aos futuros concessionários.

A Nota Técnica também exemplifica o rol de ações que poderiam ser realizadas como contrapartidas sociais. Nota-se uma preferência por políticas focalizadas, em detrimento de outras de caráter mais geral, como por exemplo ações que pudessem reduzir a CDE, e que serão definidas pelo MME levando em conta características regionais. A título de contribuição, entendemos também que ações que permitam controle maior do consumo pelos clientes, como aplicativos associados a medidores inteligentes que possam avisá-los quanto ao atingimentos de metas de consumo, com dicas efetivas de ações de economia, e a participação maior do segmento de consumo na gestão da rede, com recompensas por economias em dias críticos ou redução permanente, em programas mais específicos de resposta da demanda, também poderiam se

contemplados no rol de ações a serem realizadas como contrapartida ou mesmo como alternativa aos programas de eficiência energética realizados pelas concessionárias nos atuais PEE.

A falta de critérios técnicos transparentes na seleção de projetos e de definição de parâmetros para infraestrutura é um desafio amplamente reconhecido para uma gestão eficiente dos recursos públicos. Os órgãos de controle, como o Tribunal de Contas da União (TCU) têm identificado falhas decorrentes do planejamento inadequado em diversos setores de infraestrutura, resultando em ineficiência na escolha e priorização dos investimentos. Nesse sentido, a utilização de metodologias apropriadas pode representar um diferencial.

Em relação à avaliação socioeconômica, o Guia de Análise Socioeconômica de Custo-Benefício (Guia ACB) padronizou essa metodologia no contexto brasileiro através do Ministério da Economia pela Portaria SEPEC/ME 188/2022. O Guia foi aprovado e sugerido pelos Comitês Interministerial de Governança (CIG) e de Planejamento da Infraestrutura (CIP-Infra). Além disso, o Guia tem sido amplamente recomendado pelo TCU, bem como por instituições da sociedade civil como IEMA, IBRAOP, Instituto Socioambiental e Transparência Internacional.

Nesse contexto a presente contribuição apresenta uma proposta de utilização da metodologia de análise socioeconômica de custo-benefício para ser utilizada na apreciação dos impactos socioeconômicos relacionados aos investimentos propostos como contrapartidas sociais dos contratos de concessões vincendas de distribuição de energia elétrica.

B) ETAPAS DE IMPLANTAÇÃO DE UM ACB

b.1) Alinhamento estratégico e levantamento de alternativas

A primeira etapa recomendada pela Guia ACB aborda os argumentos que fundamentam a decisão de investimento, onde são introduzidos os aspectos relativos ao contexto da intervenção infraestrutural, a definição dos objetivos da intervenção e orientações da identificação do projeto e suas alternativas de contrapartida, além da caracterização do cenário sem o projeto (contrafactual), novamente abordando o caráter estratégico dessa etapa.

b.2) Estimativa de custos

Em seguida é recomendada uma estimativa dos custos econômicos envolvidos na proposta de investimento, incluindo a identificação de Capex e Opex necessários para a implantação e manutenção do investimento.

b.3) Estimativa de benefícios:

Finalmente devem ser estimados os benefícios quantitativos promovidos pelos investimentos, envolvendo técnicas como disposição a pagar, perdas evitadas, ou transferência de benefícios.

b.4) Estimativa de externalidades

Além dos impactos socioeconômicos e ambientais diretos promovidos pelos investimentos da contrapartida, é necessário também avaliar suas externalidades socioambientais, sejam elas positivas ou negativas.

b.5) Análise dos indicadores de viabilidade

Com base nas etapas anteriores, finalmente, é possível então calcular-se o valor social presente líquido comparativo, a taxa de retorno econômica e o índice benefício-custo projetado para os investimentos promovidos por todas as propostas de contrapartida levantadas.

b.6) Análise de riscos

Complementarmente à análise dos indicadores, recomenda-se ainda uma análise de riscos envolvendo três etapas: análise de sensibilidade; análise qualitativa dos riscos; e a análise probabilística dos riscos. Nessa análise, todos os riscos associados ao investimento proposto pelas alternativas de contrapartida social poderão ser apreciados de maneira objetiva e sistemática.

b.7) Análise distributiva

Finalmente, para se ter uma clara compreensão de quais grupos da sociedade serão de fato beneficiados pelos investimentos promovidos pela contrapartida social, é necessária uma análise distributiva. Nessa etapa uma desagregação dos custos, benefícios e externalidades é feita para os principais grupos da sociedade (consumidores de baixa renda, demais consumidores, concessionário, governo).

3. OUTROS ITENS DA CP QUE MERECEM UMA AVALIAÇÃO DE IMPACTO ADEQUADA

A Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE/MME (NT) traz vários outros pontos importantes para o desenvolvimento do setor cujos efeitos e impactos para a sociedade e os agentes do setor elétrico merecem ser adequadamente quantificados.

A) INVESTIGAÇÃO DO EVENTUAL EXCEDENTE ECONÔMICO

A NT trata da importância e da dificuldade, na hipótese de prorrogação dos contratos, de se investigar a existência de excedente econômico das distribuidoras de energia elétrica num contexto de regulação tarifária discricionária e de sua eventual valoração. A Nota Técnica propõe uma alternativa metodológica para o cálculo desse excedente econômico (item 4.5.2) e aponta que outras metodologias poderiam ser sugeridas no âmbito da CP. Trata-se de um tema central para o sucesso do desenho contratual proposto. É fundamental que, qualquer que seja a metodologia proposta, esta leve em consideração uma análise de impacto regulatório que discuta de forma robusta e economicamente amparada o impacto do critério de cálculo do excedente econômico (se houver) impacto no bem-estar social considerando ao menos os efeitos da proposta na tarifa paga pelo usuário, na sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras e nos investimentos das empresas.

B) OUTRAS RECEITAS DE ATIVIDADES ACESSÓRIAS

Com o objetivo de incentivar investimentos em eficiência energética e na modernização de redes de distribuição de energia elétrica, a NT propõe que o novo contrato autorize o concessionário a exercer outras atividades empresariais e oferecer novos serviços aos consumidores, por sua conta e risco, que devem favorecer a modicidade tarifária e propõe a inclusão de cláusulas econômicas que flexibilizem a alteração dos serviços a serem prestados pela distribuidora, desde que preservando o equilíbrio econômico-financeiro. Isto representa um avanço em relação ao modelo atual, que restringe nominalmente os tipos de serviços que podem ser prestados e estabelece percentuais fixos de repartição da receita obtida para a modicidade tarifária.

O impacto dessas diretrizes parece promissor, na medida em que estimula o desenvolvimento de negócios como oferta de soluções de armazenamento, mecanismos de compra de serviços de flexibilidade usando conceitos de resposta da demanda, instalação de estações públicas de recarga de veículos elétricos, , compartilhamento de serviços (por exemplo, uso de rede própria de telecom para AMI e Automação de Rede prestando serviços para outras utilidades, como gás canalizado ou saneamento, ou mesmo para serviços de

smart cities), serviços ancilares e outros que contribuem para a modernização do setor e eventualmente para a modicidade tarifária e melhor qualidade dos serviços.

Uma avaliação de impacto metodologicamente adequada para a flexibilização receitas acessórias/alternativas no setor de distribuição, que quantifique o destravamento de valor potencial e que discuta diferentes graus de flexibilização e proporções de alocação à modicidade tarifária em bases concretas, contribui para o entendimento em bases mais objetiva das vantagens e desvantagens da proposta global de desenho contratual para todos os agentes.

Em particular, os agentes se beneficiariam de ter estimativas do impacto dessa flexibilização, considerando diferentes cenários futuros de oferta de serviços e planejamento, sobre: (i) o usuário; (ii) os parâmetros econômico-financeiros das distribuidoras; os investimentos; (iv) parâmetros socioeconômicos. É importante também entender em que medida a preservação do equilíbrio econômico-financeiro pode restringir o potencial dessa flexibilização.

C) MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

A proposta de estabelecer um prazo para que todas as distribuidoras (com contratos renovados ou vincendos) adiram ao novo modelo contratual que será estabelecido (seção 4.6) pode ser uma grande oportunidade para a modernização do setor.

A discussão sobre o aprimoramento contratual das concessões vincendas poderia incorporar vários vetores de modernização do setor elétrico. Em particular, é possível avaliar o impacto sobre usuários, distribuidoras e sociedade de:

c.1) Liberalização e Novo Modelo de Distribuição. Aspectos como a liberalização do mercado cativo, a digitalização acelerada das operações de gestão de rede e de ativos, a inserção de mecanismos de flexibilidade, com maior participação do consumidor na operação e planejamento da rede e, principalmente a inserção de Recursos Energéticos Distribuídos, como Geração Distribuída e Mobilidade Elétrica irão transformar a maneira de planejar e operar os ativos para distribuição de energia, avançando no conceito de transformação da concessionária de uma operadora de redes de distribuição (DNO) para uma operadora de sistemas de distribuição (DSO). Isso vai exigir uma grande discussão setorial que pode promover mudanças profundas no modelo regulatório de remuneração das empresas.

c.2) Aprimoramentos contratuais de incentivos e regulação tarifária. Discussões como formas de recuperação de receita (CAPEX/OPEX/TOTEX), elaboração e acompanhamento de planos de negócio (ex-ante/ ex-post), teto tarifário (revenue cap ou price cap), incentivos à modernização e redes inteligentes (WACC extra, modelo português), diferentes tratamentos para a questão das perdas (modelos brasileiro, sueco e espanhol), incentivos e adequação para melhoria da qualidade do serviço (modelo brasileiro e português), tratamento dos investimentos (banco de preços, depreciação, incentivos), aspectos regulatórios associados aos recursos energéticos distribuídos (resposta da demanda, cenários de remuneração de GD e incentivos como tarifa da madrugada), efeitos de questões associadas à liberalização de mercado e novos modelos de estrutura tarifária, entre outros pontos..

D) RISCOS DE DESENQUADRAMENTO DAS CONCESSIONÁRIAS

A NT propõe que o novo contrato contenha cláusulas de sustentabilidade econômico-financeira e de governança. Vale observar que, mesmo num contexto de regulação discricionária com reajustes e revisões tarifárias periódicas, a concessionária se depara com uma série de riscos e incertezas ao longo do contrato que pode levá-la a um desenquadramento involuntário. Vale também avaliar e mensurar o impacto potencial

desse risco, levando em conta eventuais regras de reequilíbrios ou revisões extraordinárias e a nova matriz de risco do propostas,

Respostas para a seguintes perguntas contribuiriam bastante para a definição dos parâmetros e para a construção de cláusulas econômicas relacionadas:

- (i) Qual é a probabilidade de perda da concessão em função de não atender aos requisitos estabelecidos?
- (ii) Como isso afeta o valor da companhia e o valor dos investimentos?
- (iii) De que forma isso afeta a adesão ao novo contrato?
- (iv) Qual é o impacto potencial nas tarifas?
- (v) Qual é o impacto socioeconômico?

4. CONCLUSÃO

A presente contribuição busca reforçar a importância de que políticas públicas que possam afetar significativamente o bem-estar social sejam precedida de robusta avaliação de impacto regulatório. Além disso, a presente contribuição procurou apontar os elementos da CP 152/2023 que mais se beneficiariam de uma avaliação de impacto adequada.

A estimação do efeito das medidas propostas pelo Poder Concedente sobre as tarifas pagas pelos usuários; a saúde econômico-financeira e os investimentos das distribuidoras; e dada a importância do setor elétrico, sobre o bem-estar social é especialmente relevante. Quando adequadamente aplicadas, metodologias de avaliação do impacto socioeconômico e financeiro podem contribuir para o melhor desenho da política pública, dar mais transparência às premissas consideradas na proposta e criar as bases para uma evolução metodológica contínua a partir de contribuições da sociedade e do aprendizado com a experiência prática.

Finalmente, entendemos que as contrapartidas sociais a serem colocadas devem apontar no sentido de unir a necessária modernização tecnológica dos ativos com a possibilidade de melhorar a efetiva participação do consumidor no controle do seu consumo e participar ativamente da operação da rede. Nesse sentido, urge também o endereçamento, pelo MME, da abertura de discussões a respeito da modernização regulatória do cálculo e da estrutura tarifária.



CONTRIBUIÇÃO À CP 152/2023

**CONTRIBUIÇÃO À
CONSULTA PÚBLICA MME
Nº 152/2023 SOBRE A
NOTA TÉCNICA Nº
14/2023/SAER/SE**

CONTATO PEZCO ECONOMICS

 R. Bela Cintra, 1.200 ▪ 1º andar ▪
Consolação ▪ São Paulo-SP ▪ BRASIL
 + 55 11 3582-5509
 economics@pezco.com.br
 www.pezco.com.br

CONTATO SINAPSIS INOVAÇÃO EM ENERGIA

 R. Mário de Andrade, 48 ▪ Barra Funda ▪
São Paulo-SP ▪ BRASIL
 + 55 11 5051-0744
 contato@sinapsisenergia.com
 www.sinapsisenergia.com.br